

СЕКЦИЯ 5 - ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ БУРЕНИЯ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

622

5	Раствор 1 + 1% Пац HV 8% NaCl	10	24	22	0,37	3,34
6	Раствор 1 + 1% Duo-vis	9	22	19	0,33	3,3
7	Раствор 1 + 1% Duo-vis 8% NaCl	9	34	26	0,27	7,80
8	Раствор 1+1% Polypac R	8	21	18	0,34	4,9
9	Раствор 1+1% Polypac R+8% NaCl	13	27	26,5	0,29	3,18

На основании представленных данных можно сделать вывод, что добавка полимерного реагента, к глинистой суспензии приводит к увеличению вязкости раствора, в то время как реологический профиль течения модельного бурового раствора при данных концентрация исследуемых полисахаридных реагентов имеет схожий характер. Показатель нелинейности большинства растворов составил $> 0,3$ что говорит о данных соединениях в составе раствора, что они представляют собой дискретную систему, т.к. связи между ними и частицами глины менее прочны, чем их связь с молекулами воды.

Более дорогостоящие реагенты в изученных диапазонах концентраций обеспечивают лучшую выносящую способность модельному буровому раствору, а также большее снижение показателя нелинейности бурового раствора.

Работа выполнена при поддержке ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 - 2020 годы» (уникальный идентификатор работы RFMEFI57814X0068).

Литература

1. Булатов, А.И. Руководство по буровым раствора для инженеров [Текст] / А.И. Булатов, С.А. Шаманов. - Краснодар: ООО «Просвещение-ЮГ», 2001.
2. Грей, Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) [Текст]: пер. с англ. / Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. - М.: Недра, 1985.
3. Кудайкулова Г.А. Буровые глинистые растворы: Учеб. пособие. – Алматы: КазНТУ, 2003. 137 с.
4. Овчинников В.П., Аксенова Н.А. Буровые промывочные жидкости: Учеб. пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008. – 309 с.

СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЯМИ

А. М. Мурзин

Научный руководитель ассистент Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. В статье рассмотрены причины возникновения поглощений бурового раствора в процессе бурения. Классифицированы способы для их ликвидации. Детально рассмотрена конструкция технических средств, используемых при ликвидации поглощений. Сделан вывод о необходимости проведения дополнительных скважинных исследований как метода профилактики поглощений бурового раствора.

Abstract. The article discusses the causes of lost circulation during drilling. Classified ways to eliminate them. We discuss the design of technical equipment used in the liquidation of acquisitions.

The conclusion about the need for additional studies of well as a method of prevention acquisitions mud.

Наиболее распространённым осложнением при бурении нефтяных и газовых скважин является на сегодняшний день поглощение технологических жидкостей. Поглощение - тяжелое осложнение процесса строительства скважины. Потери технологических жидкостей при разбуривании отдельных месторождений достигают тысяч кубометров в год, являясь причиной материальных затрат, связанных с простоем оборудования и рабочей силы, ухудшением коллекторских свойств продуктивных пластов и некачественным цементированием обсадных колонн. В результате промыслового опыта установлено, что очень часто существующие способы борьбы с поглощениями оказываются недостаточно эффективными. Это связано в первую очередь с тем, что борьба с этим видом осложнения в отдельно взятом случае требует учёта большого количества факторов – технических данных скважины, геолого-физических характеристик горных пород и данных о гидродинамическом состоянии и поведении системы «скважина-проницаемый пласт». Сложность технологических процессов изоляции проницаемых пластов, высокая изменчивость геолого-технических условий бурения, низкая технологическая эффективность способов ликвидации поглощений буровых и тампонажных растворов, недостаточный уровень квалификации исполнителей работ, отсутствие обеспечения поддержания необсаженного ствола скважины в технически надёжном состоянии приводят к тому, что мероприятия по ликвидации поглощения, показавшие высокие результаты на одной скважине, могут оказаться совершенно неэффективными для другой. Кроме того, одно и то же поглощение промывочной жидкости может быть ликвидировано различными способами и с различными показателями успешности работ. Повышение эффективности борьбы с поглощениями при строительстве скважин является весьма актуальной задачей. Поэтому одним из путей сокращения цикла строительства скважин является совершенствование способов и средств борьбы с поглощениями буровых растворов и иных жидкостей в скважинах.

Поглощение промывочной жидкости объясняется превышением давления столба жидкости в скважине над пластовым давлением (чем больше эта разность, тем интенсивнее поглощение), а его интенсивность – характером объекта поглощения.

Поглощающими объектами могут быть:

- продуктивные нефтегазоносные и водоносные пласты с большой пористостью и проницаемостью и относительно невысоким пластовым давлением;
- дренированные пласты, т. е. продуктивные нефтегазоносные и водоносные пласты, в которых в результате продолжительной эксплуатации снизилось давление, образовались дренажные каналы, по которым может перемещаться промывочная жидкость;
- трещиноватые и кавернозные породы, а также породы, перемятые и нарушенные тектоническими сдвигами, карстовые пустоты.

В практике наблюдаются случаи, когда поглощения промывочной жидкости возникают не только при вскрытии объекта поглощения в процессе бурения, но и вовремя спуско-подъемных операций.

При движении труб в глинистом растворе возникают гидродинамические явления: при спуске труб гидродинамическое давление накладывается на гидростатическое давление в стволе скважины ниже спускаемой колонны труб, увеличивается гидростатическое давление на забой. Иногда это приводит к образованию в породах трещин, по которым и уходит промывочная жидкость.

Трещины, возникающие в породе вследствие высоких давлений («гидроразрыв пород»), могут не только послужить причиной потери промывочной жидкости, но и способствовать осложнениям, вызывающим нарушение целостности ствола скважины.

Опыт борьбы с поглощениями показывает, что одним из эффективных методов ликвидации поглощений является закупорка поглощающих каналов с помощью наполнителей.

В качестве наполнителей широко применяют резиновую крошку, хромовую стружку, отходы реактопластов, улюк (отходы хлопкового волокна), выбуренный шлам, кордное волокно, целлофановую стружку, ореховую скорлупу, древесные опилки и др.

Определить в лаборатории пригодность каждого закупоривающего материала весьма трудно из-за незнания размера отверстий, которые должны быть закупорены. Цель их применения состоит в создании тампонов в каналах поглощения. Эти тампоны служат основой для отложения фильтрационной (глинистой) корки и изоляции поглощающих пластов.

Наполнители по качественной характеристике подразделяются на:

- Волокнистые- имеют растительное, животное, минеральное происхождение. Сюда относятся и синтетические материалы.

- Пластинчатые- пригодны для закупорки пластов крупнозернистого гравия и трещин размером до 2,5мм. К ним относят: целлофан, слюду, шелуху, хлопковые семена и т.д.

- Зернистые- перлит, измельченная резина, кусочки пластмассы, ореховая скорлупа и др.

Важнейшими свойствами наполнителей являются наличие оптимального распределения размеров частиц, форма, масса или плотность частиц, их жесткость и инертность.

Так же для изоляции зон поглощений буровых растворов получила применение так называемая "жидкая глина. Применение "жидкой глины" дает хорошие результаты в тех случаях, когда раствор поглощается трещинами, образовавшимися или раскрывшимися в процессе бурения, а также при изоляции трещин естественного происхождения. Действие "жидкой глины" основано на быстром оседании из раствора твердых частиц, способных закупоривать трещины.

Постоянные поиски эффективных способов изоляции поглощающих пластов в различных геолого-технических условиях проводки скважин привели к разработке большого числа тампонажных смесей.

Для успешного проведения изоляционных работ следует использовать такие тампонажные смеси, которые обладают дополнительными сопротивлениями при движении в пористой среде и вязкость которых сильно увеличивается при высоких скоростях сдвига. Эти свойства присущи вязкоупругим жидкостям. Вязкоупругие свойства тампонажным смесям можно придать обработкой их полимерными материалами или с помощью взрыва. В последнем случае "вмороженные" пузырьки газа продуктов взрыва обеспечивают обработанным смесям вязкоупругие свойства.

Весьма перспективны тампонажные смеси на основе буровых растворов, с помощью которых бурят скважины и которые затвердевают в процессе промывки вводом полимеров или вяжущих веществ. При изоляции зон поглощения наибольшие трудности представляют зоны с повышенной интенсивностью поглощения, особенно в случае полной потери циркуляции.

Установить какие-либо закономерности возникновения поглощений и выбрать эффективные методы и технологию проведения работ по ликвидации поглощений из-за

большого числа факторов, обуславливающих явление поглощения, очень сложно. Поэтому стали использовать вероятностно-статистические методы для прогнозирования зон поглощений и выбора наиболее эффективных технологических мероприятий по предупреждению и борьбе с поглощениями.

Известны перекрывающие устройства, которые спускаются в зону перекрытия поглощающих каналов вместе с тампонирующей смесью, которая выдавливается в скважину вместе с перекрывающей оболочкой. На рис.1 показан тампонажный снаряд, в котором в качестве вяжущего вещества 8 используется синтетическая смола, помещенная в эластичную оболочку 6. Перед спуском устройства участок ствола скважины 7 против изолируемой трещины 3 увеличивается в диаметре до необходимого размера. В желонку 2, закрытую снизу днищем 4, выполненным из разбуриваемого материала, закладывается эластичная оболочка с тампонирующим материалом. Под действием давления промывочной жидкости, закачиваемой в бурильные трубы, днище 4 разрушается, и оболочка выдавливается в скважину. При подъеме бурильных труб оболочка под действием тяжести содержимого разворачивается на забое и заполняет расширенный участок ствола, перекрывая поглощающие каналы. После затвердения вяжущего вещества образовавшаяся пробка разбуривается обычным способом.

Эффективно и быстро, с минимальными затратами средств можно перекрыть зону полного поглощения, представленную большими трещинами или кавернами, если использовать приспособление, показанное на рис. 2. Сущность способа изоляции с использованием этого приспособления состоит в том, что в скважине в интервале расположения трещин и каверн размещаются твердые тела различного размера для частичного перекрытия поглощающих каналов с последующим цементированием пространства между телами тампонирующими смесями. Если в процессе бурения скважины провал инструмента сопровождается потерей циркуляции промывочного раствора, то сразу же поднимают бурильные трубы и в скважину на канате 1 спускается контейнер 3, заполненный твердыми телами, имеющими преимущественно сферическую форму и отсортированными по размеру. Контейнер изготовлен из сетчатого материала, способного пропускать через себя тампонирующие растворы. Когда контейнер достигает поглощающего интервала и свободно ложится на забой скважины, твердые частицы под собственным весом будут заполнять неровности и трещины ствола скважины, перекрывая частично пути ухода промывочной жидкости. Затем в скважину спускают бурильные трубы с наконечником 6, по которым закачивается соответствующий раствор, который проникает через контейнер и заполняет пространство между твердыми частицами, образуя после твердения монолитный барьер, полностью предотвращающий поглощение промывочной жидкости в скважине. При разбуривании разрушается центральная часть пробки, а трещины остаются перекрытыми цементным камнем, что позволяет в дальнейшем бурить скважину без поглощений.

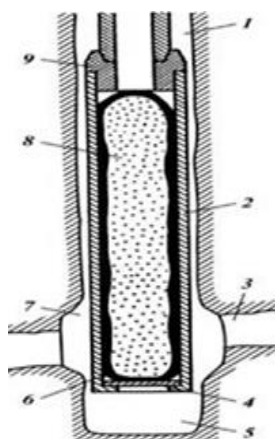


Рис. 1. Тампонажный снаряд: 1 – скважина, 2 – желонка, 3 – трещина, 4 – днище, 5 – забой, 6 – эластичная оболочка, 7 – расширенный участок скважины, 8 – тампонирующий материал, 9 – переводник

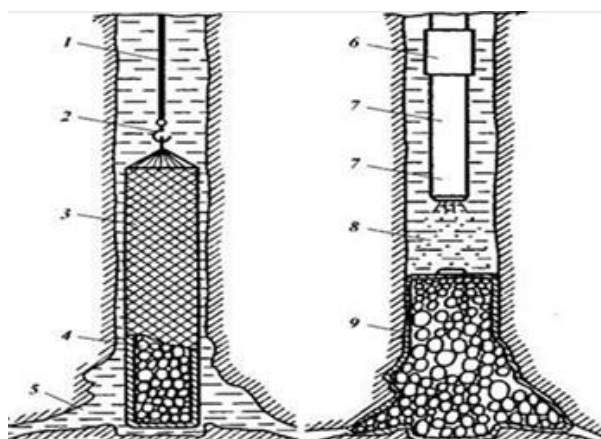


Рис. 2. Гибкий контейнер для перекрытия больших трещин: а – исходное положение, б – контейнер на забое скважины, 1 – канат, 2 – крючок, 3 – гибкий пористый контейнер, 4 – твердые тела, 5 – трещина, 6 – наконечник буровой колонны, 7 – переводник, 8 – тампонирующая смесь, 9 – контейнер в растянутом положении

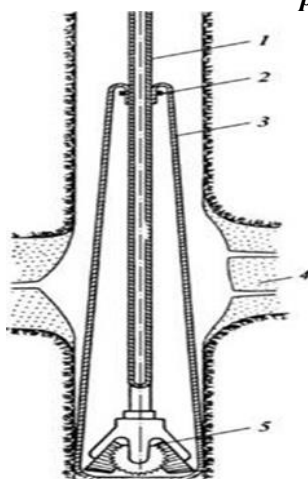


Рис. 3. Оболочка для перекрытия поглощения в процессе бурения скважины: 1- буровая колонна, 2 – зажим, 3 – водонепроницаемая оболочка, 4 – поглощающий пласт, 5 – долото

Если с помощью наполнителей можно изолировать трещины не более 6 мм, то с помощью перекрывающих устройств можно изолировать поглощающие участки, представленные большими кавернами, трещинами и высокопроницаемыми породами. Однако в этом случае необходимо точно знать местоположение и мощность зоны поглощения, что требует дополнительных затрат времени и средств на проведение исследовательских работ. Поэтому был предложен способ предотвращения потери циркуляции и водопроявления без тампонирования зоны осложнения (рис.1.3). На долото 5 и нижнюю часть инструмента надевается непроницаемая оболочка 3, длина которой должна быть в два раза больше мощности зоны поглощения. Верхний конец мешка герметично присоединен к колонне буровых труб с помощью металлического или резинового зажима 2. Буровый инструмент с оболочкой спускается в скважину и по колонне труб закачивается глинистый раствор, который заполняет мешок и прижимает его к стенкам скважины. Бурение осуществляется через дно мешка, а существующий перепад давления между зоной поглощения и стволом скважины

удерживает оболочку в необходимом положении. По всей длине мешка желательно располагать резиновые кольца или металлические зажимы, с тем, чтобы мешок плотно облегал колонну труб. Диаметр мешка зависит от его качества. При использовании твердого материала диаметр мешка должен быть равен или несколько больше диаметра скважины в зоне поглощения. При использовании растягивающегося материала (например, резины) допускаются меньшие размеры. Глубина скважины ниже зоны поглощения не должна превышать половины мощности этой зоны. Мешок может выполняться из брезента, нейлона или лучше из пластика, изготовленного в виде пленки (из полиэтилена, полипропилена, полимеров и т. д.). Для предохранения нижней части мешка, расположенной под долотом, при спуске инструмента в скважину применяются различные защитные приспособления, изготовленные из разбуриваемого материала. После бурения скважины через мешок можно спустить обсадную колонну. В таком положении мешок предотвратит уход цемента в процессе цементирования скважины. Если после установки оболочки требуется спустить долото, то его размер выбирается на 6-13 мм меньше основного ствола. Долото снабжается специальным направляющим устройством, поддающимся разбуриванию, чтобы не повредить перекрывающую оболочку при прохождении через нее долота.

Поглощение буровых растворов приводит к значительным затратам времени и материальных ресурсов. Явление поглощения промывочной жидкости обусловлены соотношениями давлений в скважине и пласте, а также зависит от проницаемости пласта и степени раскрытия трещин. Поглощающие пласты в скважинах могут быть представлены: пористыми, трещиноватыми и кавернозными породами. Разнообразие геолого-технических условий в каждом нефтегазоносном районе обязывает изыскивать приемлемые способы предупреждения поглощений. Для того, чтобы эффективно применить способы борьбы и разработать мероприятия по предупреждению поглощений промывочной жидкости при бурении скважин, надо сразу же после вскрытия зоны поглощения провести комплекс исследований.

Литература

1. Ахмадеев Р.Г., Данюшевский В.С. Химия промывочных и тампонажных жидкостей. - М.: Недра, 2008.
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. - М: Недра, 2007.
3. Булатов А.М., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. - М: Недра, 2003.
4. Булатов А.М., Пеньков А.М, Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. — М.: Недра, 2009.
5. Булатов А.М., Проселков Ю.М., Рябченко В.М. Поглощение промывочной жидкости. - М: Недра, 2009.
6. Промывочные жидкости и тампонажные растворы. А.И. Булатов, Н.Н. Круглицкий, Н.А. Мариампольский, В.И. Рябченко. –М.: Недра, 2007.
7. Рябченко В.М. Управление свойствами буровых растворов. - М.: Недра, 2008.
8. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам. - М: Недра, 2008.
9. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин: под редакцией проф. А.И. Булатова/А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, В.И. Крылов и др. - М: Недра, 2004.
10. Теория и практика заканчивания скважин / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников. - М: Недра, 2007.